

**IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA (GD) Y LA
AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA (AGPE) SOBRE LA RED DE
MEDIA Y BAJA TENSIÓN**

PAOLA ANDREA GÓMEZ OROZCO

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
PEREIRA, 2019**

**IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA (GD) Y LA
AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA (AGPE) SOBRE LA RED DE
MEDIA Y BAJA TENSIÓN**

PAOLA ANDREA GÓMEZ OROZCO

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de
Ingeniera Electricista**

**DIRECTOR
RICARDO ALBERTO HINCAPIÉ ISAZA**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
PEREIRA, 2019**

TABLA DE CONTENIDO

TABLA DE CONTENIDO	0
LISTA DE TABLAS	2
LISTA DE FIGURAS	3
RESUMEN	4
 CAPÍTULO 1	 5
1.1 Introducción	5
1.2 Objetivos	6
1.2.1 Objetivo general	6
1.2.2 Objetivos específicos.....	6
1.3 Aportes del proyecto	7
1.4 Estructura del documento.....	7
 CAPÍTULO 2	 9
2.1 Generación distribuida	9
2.2 Autogeneración a pequeña escala	11
2.3 Tecnología usada de generación distribuida en este proyecto	11
2.4 Integración al sistema de distribución según la resolución CREG 030 del 2018	14
2.5 Estudios de flujo de carga	15
2.6 Estudios de cortocircuito.....	17
2.7 Estudios de confiabilidad	18
 CAPÍTULO 3	 20
3.1 Modelamiento de los parámetros eléctricos y la demanda del circuito Rionegro.....	20
 CAPÍTULO 4	 31

4.1 Estudio de flujo de carga.....	31
4.1.1 Pérdidas del circuito	32
4.1.2 Regulación de tensión	34
4.2 Estudio de cortocircuito	36
4.2.1 Corrientes de falla	37
4.3 Estudio de confiabilidad.....	38
 CAPÍTULO 5	 40
5.1 Conclusiones	40
5.2 Recomendaciones.....	41
 BIBLIOGRAFÍA.....	 44

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Transformadores trifásicos de 15 kVA a 3750 kVA, serie AT<15kV, serie BT 1,2 kV

Tabla 2. Demanda del circuito Rionegro

Tabla 3. Diferentes casos de análisis

Tabla 4. Pérdidas del circuito de acuerdo a cada caso

Tabla 5. Regulación en los nodos del sistema

Tabla 6. Corrientes de falla, falla trifásica y monofásica

Tabla 7. Resultados de Confiabilidad sin GD

Tabla 8. Resultados de confiabilidad con GD

LISTA DE FIGURAS

- Figura 1. Componentes principales de un Sistema Fotovoltaico [7]
- Figura.2. Módulo monocristalino
- Figura 3. Módulo policristalino
- Figura 4. Vista Ortogonal del circuito Rionegro en el sistema SDE
- Figura 5. Plano Cartográfico - Circuito Rionegro
- Figura 6. Topología del circuito Rionegro mediante Google Earth
- Figura 7. Circuito Rionegro simulado en Neplan
- Figura 8. Modelamiento de la subestación Castellana en Neplan
- Figura 9. Modelamiento de la generación distribuida
- Figura 10. Modelamiento de la red de baja tensión
- Figura 11. Pérdidas de Potencia activa y reactiva para una cargabilidad del 100%
- Figura 12. Pérdidas Potencia activa y reactiva para una cargabilidad del 115%
- Figura 13. Pérdidas Potencia activa y reactiva para una cargabilidad del 125%
- Figura 14. Regulación de tensión sin generación distribuida en baja tensión
- Figura 15. Regulación de tensión con generación distribuida en baja tensión

RESUMEN

En este proyecto se analiza el impacto de la generación distribuida (GD) sobre la red de distribución de media y baja tensión en un circuito de la empresa de energía Enel Codensa, analizando el impacto a nivel de pérdidas, regulación de tensión, corrientes de falla y confiabilidad del sistema, entre otros. Para realizar el estudio se empleó el software Neplan con el fin de simular los diferentes escenarios operativos, tomando cuatro consideraciones: sin generación distribuida, y con penetración de generación distribuida del 5%, 10% y 15% de la potencia nominal del circuito. Además se consideraron tres valores de cargabilidades diferentes del 100%, 115% y 125% de la carga nominal del sistema.

CAPÍTULO 1

1.1 Introducción

CODENSA S.A. ESP. es una empresa colombiana dedicada a la distribución y comercialización de energía eléctrica. Fue creada en el año 1997 como resultado del proceso de capitalización de la Empresa de Energía de Bogotá (EEB). Sus operaciones abarcan 116 municipios de los departamentos de Cundinamarca, Boyacá, Meta y Tolima y cubre el 100% de la capital del país. Adicionalmente, genera cerca de 14.000 empleos directos e indirectos. Es propiedad del grupo italiano Enel y tiene una cartera de 3,2 millones de clientes, multinacional que opera en 37 países de 5 continentes, cuenta con más de 65 millones de clientes residenciales y empresariales y más de 86 GW de capacidad instalada. En América Latina está presente en Chile, Brasil, Colombia, Argentina y Perú.

En 2015 la empresa inició operaciones en la planta El Quimbo con una capacidad instalada de 400 MW y una generación promedio de 2.2216 GWh/a. La producción de la planta representa el 5% de la generación total del país. Otros proyectos significativos comprenden la ampliación de la subestación Bacatá, ubicada en el municipio de Tenjo con 500 kV / 115 kV, Nueva Esperanza con 500 kV / 115 kV y actualmente en construcción la subestación, subestación Norte con 230 kV / 115 kV (actualmente en proceso de obtención de licencia) y la subestación Quinta Pérez con 34,5 kV / 11,4 kV, que inició operaciones en diciembre de 2015 [1-2].

Como empresa distribuidora de energía eléctrica Enel_Codensa se rige por unas normas y regulaciones para operar y distribuir la energía. La CREG (Comisión de Regulación de Energía Y Gas) buscando mejorar la calidad del servicio, su expansión y cobertura, por esto se generan nuevas resoluciones para un adecuado desempeño de los procesos.

La CREG con el fin de incorporar los sistemas de autogeneración y generación distribuida dentro del Sistema Interconectado Nacional, emitió el 26 de febrero de 2018 la Resolución CREG-030/2018. Con el fin de verificar el impacto de esta Resolución, y una vez establecidos los aspectos operativos y comerciales, con este proyecto se plantea realizar el modelamiento de la infraestructura eléctrica de media y baja tensión, ante la incorporación de la autogeneración a pequeña escala (AGPE) y la generación distribuida (GD) en el sistema de CODENSA. Este estudio que se realizará en conjunto con Enel_Codensa, busca aplicar el modelamiento de redes de distribución y determinar los impactos a nivel de tensión, distorsión armónica, protecciones y pérdidas del sistema, fundamentada esta investigación en el modelamiento, simulación y análisis del impacto que se genera con la entrada de las nuevas tecnologías al sistema.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

Analizar el impacto generado en la red de media y baja tensión al introducir la autogeneración a pequeña escala (AGPE) y la generación distribuida (GD) en el sistema de distribución de CODENSA.

1.2.2 Objetivos específicos

1. Seleccionar un circuito de media tensión y otro de baja tensión donde se va a implementar la AGPE y la GD.
2. Modelar las impedancias del circuito previamente seleccionado.
3. Definir los tipos de generación a incorporar en el sistema de distribución.
4. Simular valores eléctricos (V, I, F, THD, etc.) en los circuitos anteriormente seleccionados de media tensión (11.4KV) y baja tensión (208/120V) con la incorporación de la AGPE y GD y sin estas.
5. Identificar los esquemas de protecciones a implementar con el fin de asegurar la seguridad de las personas e instalaciones.

6. Analizar y comparar el comportamiento de los circuitos con la inclusión de la AGPE y la GD y sin ellas.

1.3 Aportes del proyecto

Este proyecto tiene como objetivo dar a conocer el impacto que produce la instalación de generación distribuida sobre la red de distribución. En este trabajo se muestran diferentes análisis al realizar algunos estudios sobre el circuito Rionegro: estudios de flujo de carga para comparar los resultados de regulación de tensión, pérdidas y cargabilidad, con la incorporación de diferentes cantidades de generadores distribuidos en la red, estudios de cortocircuito para determinar voltajes y corrientes durante condiciones de falla, y análisis de confiabilidad para dar continuidad en el servicio, cumpliendo con los requerimientos de calidad y seguridad. Adicionalmente se indican los esquemas de protecciones usados para esta topología con la inclusión de generación distribuida en la red.

1.4 Estructura del documento

En el capítulo 1, se realiza la presentación del proyecto basado en el estudio antes realizado en la ficha técnica, se define el proyecto, su introducción, objetivos, aportes del proyecto y su estructura. En el capítulo 2, se presenta el marco teórico o conceptual, definiendo la Generación Distribuida, la autogeneración a Pequeña Escala, se definen y se explican los sistemas a utilizar en el proyecto como son: sistema fotovoltaico, Además se definen las condiciones para la integración al sistema de distribución según la resolución Creg 030 del 2018. En el capítulo 3, se realiza el modelamiento de los parámetros eléctricos de la GD y AGPE sobre la red de distribución. En el capítulo 4, se realiza un análisis del impacto de la GD y la AGPE sobre la red de Enel_Codensa en diferentes casos: sin GD, con 5%, 10% y 15 % de la generación distribuida permitida por la CREG, analizando estudios de flujo de carga, Cortocircuito y confiabilidad en cada caso. En el capítulo 5, se realiza el estudio de los Esquemas de Protecciones a implementar en el circuito con el uso de GD. En el capítulo 6, se muestran los resultados obtenidos después de

realizar el análisis al circuito. En el capítulo 7, se finaliza con las conclusiones y recomendaciones del proyecto.

CAPÍTULO 2

2.1 Generación distribuida

La generación distribuida son todas las fuentes de energía eléctrica, que se conectan a las redes de distribución eléctrica, entre ellas cabe mencionar las energías renovables, son las más usadas en este tipo de generación distribuida, como la eólica y la fotovoltaica, las características principales de este tipo de generación es que no son centralmente operadas ni despachadas, están ubicadas en los centros finales de consumo.

La definición según la CREG 030 del 2018 es: persona jurídica que genera energía eléctrica cerca de los centros de consumo, y está conectado al sistema de distribución local y con potencia instalada menor o igual a 0,1 MW.

Adicionalmente según la IEEE: es la producción de electricidad con instalaciones que son suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales de generación, de forma que se puedan conectar casi en cualquier punto de un sistema eléctrico.

Ahora bien, la pregunta que surge es: ¿Porque es necesario el uso de la Generación distribuida? Hay muchos factores que entran a favorecer el uso de la generación distribuida sobre la red, se pueden mencionar los siguientes aspectos:

- Avances tecnológicos en la generación de electricidad a pequeña escala.
- Una renovada conciencia ecológica.
- Conocimiento de las posibilidades que brinda la Generación distribuida para mejorar la seguridad en el suministro de energía.

- Con el uso de la generación distribuida se pueden evitar otros aspectos que entran a desfavorecer el comportamiento de la red, como son los siguientes:
- Rápido incremento de la demanda en algunos sectores.
- Restricciones medioambientales que dificultan la construcción de grandes centrales y nuevos corredores de líneas de transmisión [4].

Algunos beneficios de la generación distribuida para el usuario son:

- Incremento en la confiabilidad.
- Aumento en la calidad de la energía.
- Reducción del número de interrupciones.
- Uso eficiente de la energía.
- Menor costo de la energía (por el costo de la energía eléctrica en horas pico).
- Uso de energías renovables.
- Facilidad de adaptación a las condiciones del sitio.
- Disminución de emisiones contaminantes.

Algunos beneficios de la generación distribuida para el operador son:

- Reducción de las pérdidas en transmisión y distribución.
- Suministro en zonas alejadas y no interconectadas.
- Libera capacidad del sistema.
- Proporciona mayor control de energía reactiva (Elimina bancos de capacitares).
- Mayor regulación de tensión en forma continua.
- Disminución de inversión.
- Menor saturación.
- Reducción del índice de fallas.
- Mejora la red, es decir se hace más fuerte [5].

Algunos beneficios económicos son:

- Al ser los equipos más pequeños y flexibles podrían producirse en masa por parte de la industria, lo que disminuiría su costo considerablemente.
- La disminución de las pérdidas por transporte también se refleja en un ahorro económico por parte del operador.
- El consumo de combustible se reduce al aumentar la eficiencia del sistema, se disminuye los costos que hay que pagar por penalizaciones en el momento de dejar de suministrar energía eléctrica a una determinada zona, debido a que la confiabilidad del sistema se incrementa y finalmente una reducción de costos en los picos de máxima demanda.

Algunos beneficios ambientales son:

- La posibilidad de producir energía mediante fuentes renovables como paneles fotovoltaicos y turbinas eólicas, reduce drásticamente la emisión de dióxido de carbono al aire.
- El uso eficiente de la energía eléctrica en los procesos de cogeneración, hacen que se produzca energía limpia y amigable con el medioambiente [6].

2.2 Autogeneración a pequeña escala

Según la Resolución CREG 030 del 2018, la definición de autogeneración a pequeña escala es: la actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica principalmente, para atender sus propias necesidades. En el evento que se generen excedentes de energía eléctrica a partir de la actividad, estos podrán entregarse a la red, en los términos que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) para tal fin.

2.3 Tecnología usada de generación distribuida en este proyecto

Para este proyecto se eligió usar generación fotovoltaica, por lo que a continuación se da una descripción sobre este tipo de tecnología:

Una definición de los sistemas fotovoltaicos es: un sistema que convierte la energía proveniente del sol en energía eléctrica, donde la radiación solar emitida a las celdas fotoeléctricas de un panel se transforma en electricidad. Esta es una fuente de energía gratuita, renovable y disponible en todo lugar, no emite gases nocivos y su operación es silenciosa [8].

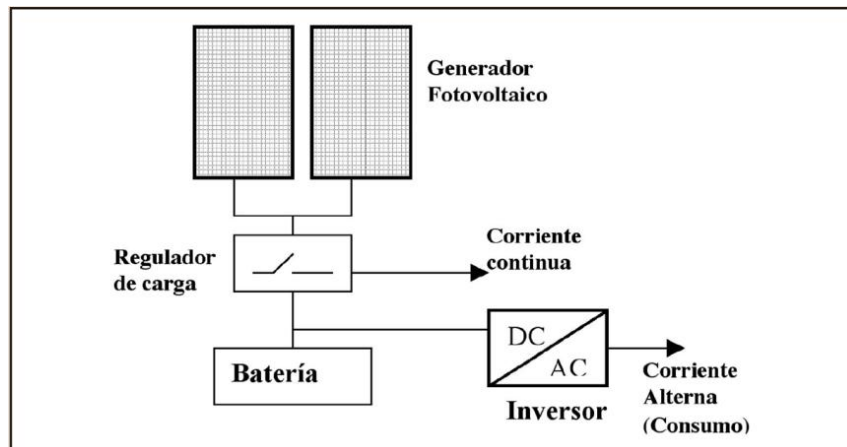


Figura 1. Componentes principales de un Sistema Fotovoltaico [7]

Algunas características de estos generadores se ilustran a continuación:

- Generador fotovoltaico. El generador fotovoltaico convierte la energía del sol en energía eléctrica mediante el efecto foto-eléctrico. Un módulo consiste en un conjunto de celdas fotovoltaicas interconectadas, que cuando están expuestas al sol, generan una corriente eléctrica.
- Los generadores fotovoltaicos son de silicio cristalino y se clasifican en monocristalinos y policristalinos. Los monocristalinos están hechos de un solo cristal de silicio puro (Figuras 2 y 3), tienen las mayores tasas de eficiencia puesto que se fabrican con silicio de alta pureza. La eficiencia en estos paneles está por encima del 15% y en algunas marcas supera el 21%. La vida útil de los paneles monocristalinos es más larga que la vida de otros módulos fabricados con otros componentes. Suelen funcionar mejor que paneles policristalinos de similares características en condiciones de poca luz. Tienen una desventaja y es que son más costosos, en el proceso para la fabricación del módulo monocristalino se desperdicia una gran

cantidad de silicio para poder obtener la forma de la lámina deseada. Los policristalinos están formados por múltiples cristales (Figura 3), su proceso de fabricación es más simple, lo que redundará en menor precio. Se pierde mucho menos silicio en el proceso que en el monocristalino, su desventaja es que tienen menor resistencia al calor que los monocristalinos. Esto significa que en altas temperaturas un panel policristalino funcionará peor que un monocristalino. El calor además puede afectar su vida útil, acortándola. La eficiencia de un panel policristalino se sitúa típicamente entre el 13%-16%, debido a que no tienen un silicio tan puro como los monocristalinos. Además, necesitan mayor espacio, por lo que se necesita cubrir una superficie mayor con paneles policristalinos que con monocristalinos.



Figura.2. Módulo monocristalino



Figura 3. Módulo policristalino

- El comportamiento de los módulos está dado por las curvas de corriente contra voltaje (curva I-V), que especifican la corriente que produce el módulo en un rango de voltaje. Si el módulo no opera a voltaje óptimo, la potencia que entrega se reduce. Una forma de especificar las características de los módulos es definiendo la potencia, voltaje y corriente nominal en

condiciones estándar de prueba (STC). Este estándar permite comparar los módulos de distintos fabricantes bajo las mismas condiciones de prueba: irradiancia solar 1000W/m², temperatura de la celda 25°C y distribución espectral AM 1,5. En condiciones reales la potencia de un módulo se determina bajo las siguientes condiciones y se les denomina condiciones estándar de operación (SOC) que son: irradiancia solar 800W/m², temperatura de la celda 45° C y distribución espectral AM 1,5.

La energía que produce un módulo dependerá de 4 factores, que son: la irradiación solar disponible, el ángulo de incidencia, la temperatura de las celdas del módulo y la tensión de la carga o la batería [8].

2.4 Integración al sistema de distribución según la resolución CREG 030 del 2018

En el “Título II. Integración a la red de la autogeneración y generación distribuida”, en el “Capítulo 1. Condiciones para la integración”, se especifica lo siguiente:

–Artículo 4. Integración de los generadores distribuidos y autogeneración de pequeña escala al SIN

Cuando la cantidad de energía anual exportada por GD y AGPE supere el 4% de la demanda comercial nacional del año anterior, la CREG revisará y podrá modificar las condiciones de conexión y remuneración de las exportaciones de energía que se establecen en esta resolución.

–Artículo 5. Estándares técnicos de disponibilidad del sistema en el nivel de tensión 1

Con anterioridad a efectuar una solicitud de conexión de un GD o un AGPE a un sistema de distribución local en el nivel de tensión 1, el solicitante deberá verificar, en la página web del OR “Operador de Red”, que la red a la cual desea conectarse tenga disponibilidad para ello y cumpla con los siguientes parámetros:

- a. La sumatoria de la potencia instalada de los GD o AGPE que entregan energía a la red debe ser igual o menor al 15% de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación donde se solicita el punto de conexión. La capacidad nominal de una red está determinada por la capacidad del transformador.
- b. La cantidad de energía en una hora que pueden entregar los GD o AGPE que entregan energía a la red, cuyo sistema de producción de energía sea distinto al compuesto por fotovoltaico sin capacidad de almacenamiento, conectados al mismo circuito o transformador del nivel de tensión 1, no debe superar el 50% de promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registradas para el año anterior al de solicitud de conexión.
- c. La cantidad de energía en una hora que pueden entregar los GD o AGPE que entregan energía a la red, cuyo sistema de producción de energía sea el compuesto por fotovoltaico sin capacidad de almacenamiento, conectados al mismo circuito o transformador del nivel de tensión 1, no debe superar el 50% de promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registradas para el año anterior al de solicitud de conexión en la franja horaria comprendida entre 6 am y 6 pm.

En caso de que en el punto de conexión deseado no se cumpla alguno de los parámetros, se deberá seguir el proceso de conexión descrito en la resolución Creg 030 del 2018. [3]

2.5 Estudios de flujo de carga

La planificación, el diseño y la operación de los sistemas de energía requieren de flujos de carga para analizar el rendimiento en estado estable del sistema de energía en diversas condiciones de operación y para estudiar los efectos de los cambios en la configuración del equipo. Estas soluciones de flujo de carga se realizan utilizando programas informáticos diseñados específicamente para este propósito. La pregunta básica sobre el flujo de carga es la siguiente: dado el consumo de energía de carga en todos los nodos de una configuración del sistema de energía eléctrica conocida y la producción de energía en cada generador, encuentre el flujo de

energía en cada línea y el transformador de la red de interconexión y la magnitud y fase del voltaje ángulo en cada nodo. Analizar la solución de este problema en numerosas condiciones ayuda a garantizar que el sistema de energía esté diseñado para satisfacer sus criterios de rendimiento al mismo tiempo que incurre en los costos de inversión y operación más favorables.

Algunos ejemplos de los usos de los estudios de flujo de carga son los siguientes:

- Carga de componentes o circuitos.
- Voltajes nodales en estado estacionario.
- Flujos de potencia reactiva.
- Pérdidas del sistema.
- Puntos de ajuste de voltaje del excitador / regulador del generador.
- Rendimiento en condiciones de emergencia.

En un estudio de flujo de carga, los parámetros principales son los siguientes:

- P es la potencia activa en la red.
- Q es la potencia reactiva en la red.
- La magnitud del voltaje nodal.
- El ángulo de la tensión del nodo referido a una referencia común.

Una solución de flujo de carga determina los voltajes de nodo y los flujos en todas las ramas para un conjunto dado de condiciones. Un estudio de flujo de carga es una serie de cálculos realizados cuando ciertos parámetros del equipo se configuran a diferentes valores, o la configuración del circuito se cambia abriendo o cerrando interruptores, agregando o eliminando una línea, etc. Los estudios de flujo de carga se realizan para verificar el funcionamiento de un sistema existente en condiciones normales o de interrupción, para ver si el sistema existente es capaz de suministrar cargas adicionales planificadas, o para verificar y comparar nuevas alternativas para las adiciones del sistema para suministrar una nueva carga o mejorar el rendimiento del sistema.

Generalmente, el ingeniero de estudio tiene un conjunto predefinido de criterios que el sistema debe cumplir. Estos incluyen los siguientes:

- Criterios de voltaje, tal como se definen en IEEE Std 141-19932.
- Los flujos en líneas y transformadores deben estar dentro de los valores térmicos definidos.
- Las salidas reactivas del generador deben estar dentro de los límites definidos por las curvas de capacidad del generador [9].

2.6 Estudios de cortocircuito

Los sistemas de energía eléctrica son, en general, sistemas bastante complejos compuestos por una amplia gama de equipos dedicados a generar, transmitir y distribuir energía eléctrica a varios centros de consumo. La complejidad misma de estos sistemas sugiere que las fallas son inevitables, sin importar cuán cuidadosamente se hayan diseñado estos sistemas. La posibilidad de diseñar y operar un sistema con una tasa de falla cero es, si no es poco realista, económicamente injustificable. En el contexto del análisis de cortocircuito, las fallas del sistema se manifiestan como fallas de aislamiento que pueden llevar a uno de los siguientes fenómenos:

- Patrones de flujo de corriente indeseables.
- Aparición de corrientes de magnitudes excesivas que podrían provocar daños al equipo y tiempo de inactividad.
- Sobretensiones excesivas, de naturaleza transitoria y/o sostenida, que comprometen la integridad y confiabilidad de varias partes aisladas.
- Depresiones de voltaje en la vecindad de la falla que podrían afectar adversamente la operación del equipo giratorio.
- Creación de condiciones del sistema que podrían resultar peligrosas para el personal y el medio ambiente.

Debido a que los cortocircuitos no siempre pueden prevenirse, solo podemos intentar mitigar y hasta cierto punto contener sus efectos potencialmente dañinos. Al principio, se debe tratar de diseñar el sistema de modo que en la probabilidad de que ocurra un cortocircuito, su impacto sea

pequeño. Sin embargo, si se produce un cortocircuito, la mitigación de sus efectos consiste en: administrar la magnitud de las corrientes de falla no deseables y aislar la parte más pequeña posible del sistema alrededor del área del percance para poder mantener el servicio al resto del sistema. Una parte importante de la protección del sistema está dedicada a detectar condiciones de cortocircuito de manera confiable. Se requiere una considerable inversión de capital para interrumpir el equipo a todos los niveles de voltaje que sea capaz de resistir las corrientes de falla y aislar el área bajo falla. Por lo tanto, se deduce que las razones principales para realizar estudios de cortocircuito son las siguientes:

- Verificación de la adecuación de los equipos de interrupción existentes. El mismo tipo de estudios formará la base para la selección del equipo de interrupción para fines de planificación del sistema.
- Determinación de la configuración del dispositivo de protección del sistema, que se realiza principalmente por cantidades que caracterizan el sistema en condiciones de falla.
- Determinación de los efectos de las corrientes de falla en varios componentes del sistema, como cables, líneas, nodos, transformadores y reactores durante el tiempo que persiste la falla. Las tensiones térmicas y mecánicas de las corrientes de falla resultantes siempre deben compararse con las capacidades de corto plazo correspondientes, generalmente de primer ciclo, del equipo del sistema.
- Evaluación del efecto que diferentes tipos de cortocircuitos de severidad variable pueden tener en el perfil general de voltaje del sistema. Estos estudios identificarán áreas en el sistema para las cuales las fallas pueden resultar en depresiones de voltaje inaceptablemente extendidas.
- Conceptualización, diseño y refinamiento del diseño del sistema, puesta a tierra neutral y puesta a tierra de la subestación [9].

2.7 Estudios de confiabilidad

Un aspecto importante del diseño del sistema de energía implica la consideración de los requisitos de confiabilidad del servicio de las cargas que se suministrarán y la confiabilidad del

servicio que proporcionará cualquier sistema propuesto. Los métodos de evaluación de la confiabilidad del sistema basados en la teoría de la probabilidad permiten evaluar cuantitativamente la confiabilidad de un sistema propuesto. Tales métodos permiten evaluaciones consistentes, defendibles e imparciales de la confiabilidad del sistema que de otra manera no son defendibles y que de otra manera no son posibles.

Los métodos de evaluación de confiabilidad cuantitativa permiten índices de confiabilidad para cualquier sistema de energía eléctrica computado a partir del conocimiento del desempeño de confiabilidad de los componentes constituyentes del sistema. Por lo tanto, se pueden estudiar diseños de sistemas alternativos para evaluar el impacto en la confiabilidad del servicio y el costo de los cambios en la confiabilidad de los componentes, la configuración del sistema, la protección y el esquema de conmutación, y la política de operación del sistema, incluida la práctica de mantenimiento.

Los índices básicos de confiabilidad del sistema que han demostrado ser más útiles y significativos en el diseño de sistemas de distribución de energía son los siguientes:

- Frecuencia de interrupción de carga.
- Duración esperada de los eventos de interrupción de carga.
- Estos índices se pueden calcular utilizando los métodos de IEEE Std 493-1997. Los dos índices básicos de frecuencia de interrupción y la duración de interrupción esperada se pueden usar para calcular otros índices que también son útiles.
- Tiempo total de interrupción esperada (promedio) por año (u otro período de tiempo).
- Disponibilidad o indisponibilidad del sistema medida en el punto de suministro de carga en cuestión.
- Energía esperada, demandada, pero no suministrada, por año.

CAPÍTULO 3

3.1 Modelamiento de los parámetros eléctricos y la demanda del circuito Rionegro

Se seleccionó el circuito Rionegro de la subestación Castellana, el cual cuenta con 97 centros de distribución (CD). En el CD 19733 se encuentran instalados un grupo de generación fotovoltaica, con 4 módulos de 3 paneles de 270 W c/u con una potencia instalada de 3 kW; al ser tan pequeña su generación se vuelve casi invisible para la red y no se lograría ver el impacto sobre esta. Por esta razón se toma la decisión de incluir más generadores en diferentes puntos del sistema. Para esta inclusión se tiene en cuenta la Resolución CREG 030 de 2018 como se mencionaba en el capítulo anterior, en el Art. 5 punto a: la potencia instalada de los GD y AGPE debe ser $\leq 15\%$ de la capacidad nominal de circuito, transformador o subestación. En este caso la capacidad del circuito Rionegro es de 5 MVA, por lo que el 15% que se permite instalar es 0,75 MVA.

En Neplan se realizó el correspondiente modelamiento del circuito Rionegro en media tensión, para lo cual se indagó en el sistema de distribución de Codensa (SDE), en el cuál se encuentra toda la información relacionada de cada uno de sus circuitos, el plano ortogonal y valores de impedancia y corrientes (ver Figura 4).

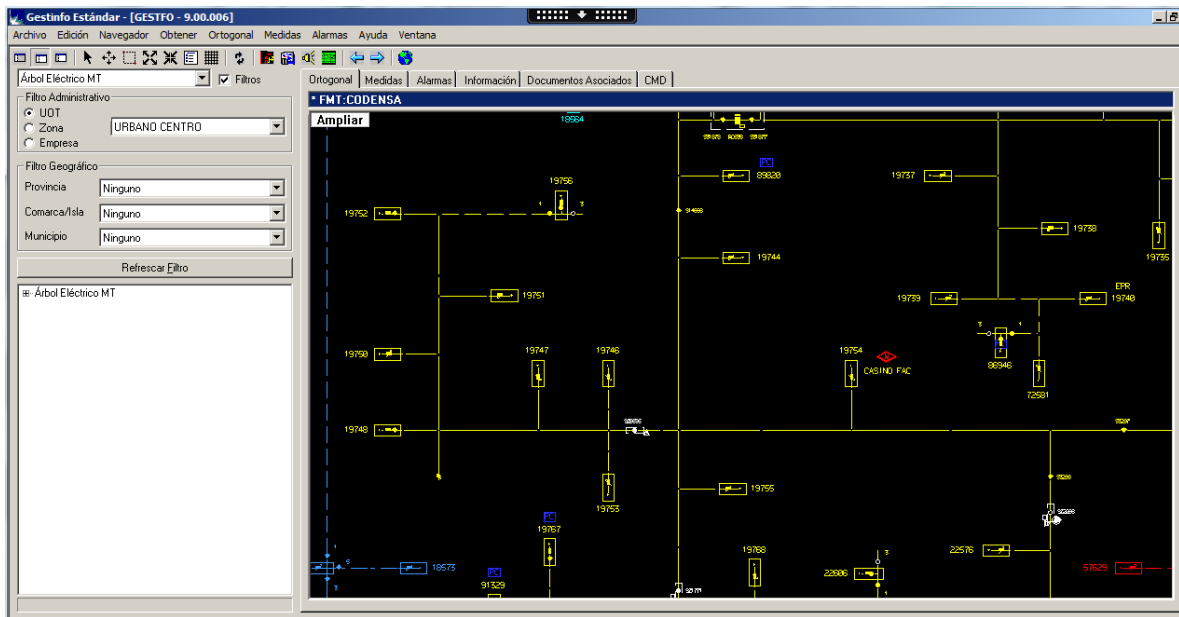


Figura 4. Vista Ortogonal del circuito Rionegro en el sistema SDE

Se eligieron únicamente los centros de distribución mayores a 75 kW quedando 83 centros de distribución para realizar la simulación en Neplan.

Para la simulación del circuito en baja tensión (BT), únicamente se toma el transformador de 150 kVA (CD 19733), en el cual se realizó la instalación de los paneles fotovoltaicos, para evaluar la afectación del AGPE sobre la red. A continuación se muestra el circuito Rionegro en un plano cartográfico en la Figura 5.

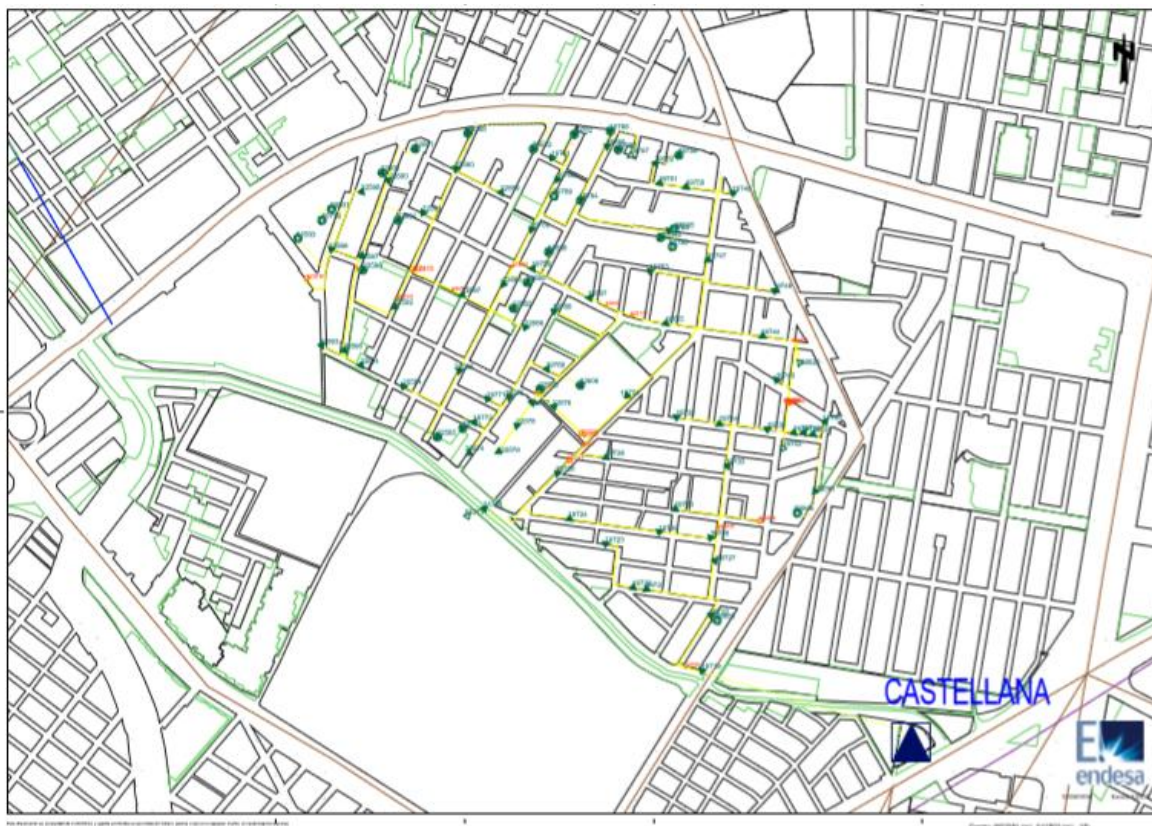


Figura 5. Plano Cartográfico - Circuito Rionegro

El circuito Rionegro se puede apreciar en la Figura 6 modelado mediante Google Earth, en el cual se observan los tramos y los puntos en lo que están instalados los transformadores y la topología del circuito.



Figura 6. Topología del circuito Rioneegro mediante Google Earth

De la base de datos de Codensa, se extraen todos los parámetros necesarios para realizar el respectivo modelamiento en el Software Neplan.

Los datos necesarios para estos modelos son los valores de tramos de línea con sus respectivas impedancias, los valores de transformadores y los valores de las cargas.

El valor de la impedancia de cortocircuito de cada transformador se obtiene de la norma técnica *NTC 819 Electrotecnia, Transformadores trifásicos autorrefrigerados y sumergidos en líquido. Corriente sin carga, Pérdidas y tensión de cortocircuito.*

En el *Numeral 3. Requisitos*, se indica la información para cada valor de potencia. De acuerdo a la siguiente tabla, se toman los valores de impedancia de cortocircuito de acuerdo al valor de potencia del transformador.

Tabla 1. Transformadores trifásicos de 15 kVA a 3750 kVA, serie AT<15kV, serie BT 1,2 kV

Valores máximos declarados permisibles de corrientes sin carga (I_0), Pérdidas sin carga (P_0), pérdidas con carga (P_c) y tensión de cortocircuito a 85 °C (U_z)				
Potencia kVA.	I_0 %. de I_n	P_0 W	P_c W	U_z %
15	4,4	80	310	3,0
30	3,6	135	515	3,0
45	3,5	180	710	3,0
75	3,0	265	1 090	3,5
112,5	2,6	365	1 540	3,5
150	2,4	450	1 960	4,0
225	2,1	615	2 890	4,0
300	2,0	765	3 575	4,5
400	1,9	930	4 730	4,5
500	1,7	1 090	5 780	5,0
630	1,6	1 285	7 140	5,0
750	1,6	1 450	8 380	5,0
800	1,6	1 520	8 900	5,0
1 000	1,6	1 780	11 100	5,0
1 250	1,5	2 090	13 500	6,0
1 600	1,5	2 520	16 700	6,0
2 000	1,5	3 010	20 400	6,0
2 500	1,5	3 620	25 000	6,0
3 000	1,5	4 230	29 700	6,0
3 750	1,5	5 160	36 600	6,0

Fuente: Norma técnica NTC 819 Electrotecnia, Transformadores trifásicos autorrefrigerados y sumergidos en líquido. Corriente sin carga, Pérdidas y tensión de cortocircuito.

Las cargas del circuito Rionegro se toman de la base de datos de Codensa en un instante máximo de carga. Por lo tanto:

Tabla 2. Demanda del circuito Rionegro

Transformador	P (KW)	Q (kVAr)
19719	24,1951005	8,18368082
19720	34,5850342	11,847078
19721	2,76002283	1,52692922
19722	49,9910776	16,7022483
19723	37,3220205	12,1846119

19724	37,93671	12,4935279
19725	30,4664429	9,82403014
19726	54,1826553	18,0445753
19727	71,9329075	30,0265307
19728	1,35189498	0,49844406
19729	4,09255365	1,4857363
19730	65,8795434	19,8465365
19733	59,5525514	19,4926347
19734	71,4728231	24,2726975
19735	58,6409772	20,8129155
19736	9,56562785	3,51356164
19737	10,1012215	5,42914726
19738	15,6170091	0
19739	29,3005228	10,9420993
19740	0	0
19742	45,7049087	3,04402968
19743	53,1839592	19,2220812
19744	40,8121307	14,2270487
19746	23,9209075	8,19610388
19747	43,5327112	15,5955822
19748	28,8591918	11,1944216
19750	17,3515982	6,32841324
19751	42,0628493	15,5536952
19752	0,811371	0,25607648
19753	25,3280251	7,69445662
19754	20,684589	8,30197945
19755	25,4584201	7,54461872
19756	3,63213105	1,11911473
19757	17,4472389	5,18042763
19758	25,8266724	7,43155959
19759	1,56558219	0,4599726
19760	28,3565068	9,37809703

19761	1,31421313	0,38848048
19762	16,9280708	4,10920091
19763	75,2071279	24,8111678
19764	9,81064384	3,18697888
19765	32,746347	9,82387785
19766	2,28476027	0,73274178
19767	5,07131279	1,75396347
19768	12,8129487	3,47144658
19769	7,72171233	2,19863858
19770	5,42057078	1,56089075
19771	7,06864384	2,06675137
19772	9,01622032	2,62424098
19773	1,85819635	0,54578425
22574	7,85895434	2,2879492
22575	5,35444064	1,57093607
22576	21,7609395	8,5188621
22577	8,19133105	2,59331893
22578	9,10372315	2,67372017
22579	9,22204692	2,68802326
22580	10,3842009	3,33748253
22581	1,25818493	0,36976256
22582	5,69726941	2,11778379
22583	14,0722409	3,76582797
22584	21,219161	6,28352968
22585	9,78571918	3,11384703
22586	28,2284715	10,5836861
22587	39,8756164	11,602718
22588	18,1746611	5,34284384
22589	28,6825719	8,5046016
22590	30,347984	10,0560454
22591	19,4033265	5,8470411
22592	20,139524	5,61810502

22593	0,17235274	0,03104281
22594	1,25298516	0,37542683
22595	13,9281507	4,27503653
22596	20,1832223	5,92595518
22597	8,28054532	2,48640087
22598	22,6246975	7,32533505
22599	14,6207877	3,98101712
22600	4,62794521	1,39612283
22601	26,5208105	8,02810502
22602	27,46246	8,10997945
22604	19,7207219	5,79340297
22605	8,40982877	2,60191895
22606	3,83389269	1,1241895
31761	11,1432991	1,83007991
70512	77,5106164	22,1538813
72581	2,32374874	0,9136774
80031	25,6936073	0
80739	72,7023973	0
80790	1,82271689	0,6470274
81503	26,5320776	0,09499543
84789	2,43568493	0,71579909
85348	5,44641553	1,99800228
85538	4,24224886	1,24392694
86946	20,7855023	7,61030822
88065	15,3215753	5,59372146
89820	1,94063927	0,71779338
89850	2,05022831	0,75832763

Para la inyección de generación distribuida en el sistema se toman diferentes casos:

1. Sin generación distribuida.
2. Con el 5% de generación de la capacidad nominal del circuito: 0,25 MW.
3. Con el 10% de generación de la capacidad nominal del circuito: 0,5 MW.
4. Con el 15% de generación de la capacidad nominal del circuito: 0,75 MW.

Se toman todos los generadores con el mismo valor 0,5 MW, logrando así una distribución de la siguiente manera:

Para el caso 2: son 5 generadores distribuidos de 0,5 MW cada uno (2,5 MW).

Para el caso 3: son 10 generadores distribuidos de 0,5 MW cada uno (5,0 MW).

Para el caso 4: son 15 generadores distribuidos de 0,5 MW cada uno (7,5 MW).

Una vez conocidos los parámetros eléctricos del circuito Rionegro, se prosigue a realizar el modelamiento en el simulador Neplan, como se indica a continuación en la Figura 7.

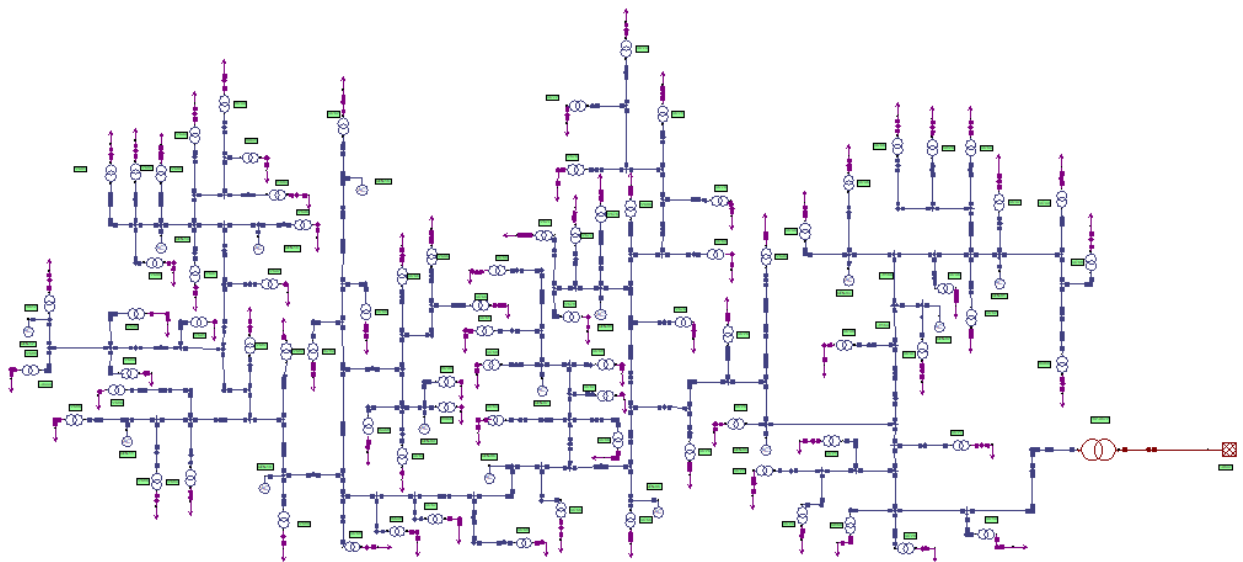


Figura 7. Circuito Rionegro simulado en Neplan

En la Figura 8 se muestra el modelo implementado de la subestación Castellana en Neplan. En la Figura 9 se muestra modelado la generación distribuida en el circuito Rionegro. En la Figura 10 se muestra modelado de la red de baja tensión del circuito Rionegro.

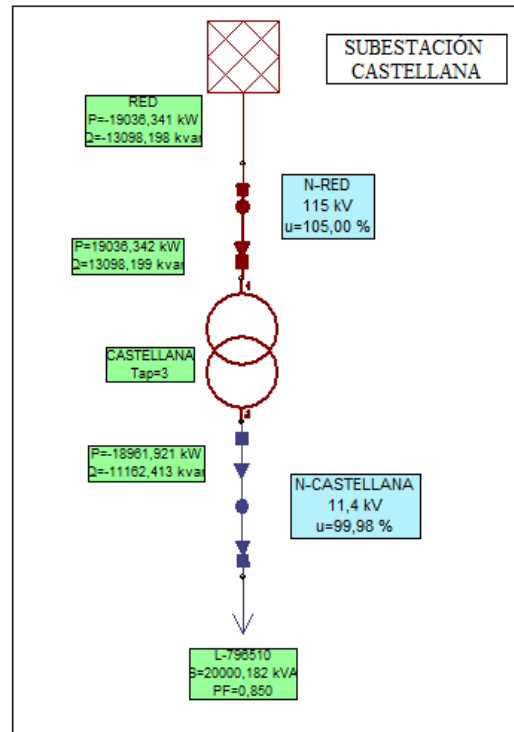


Figura 8. Modelamiento de la subestación Castellana en Neplan

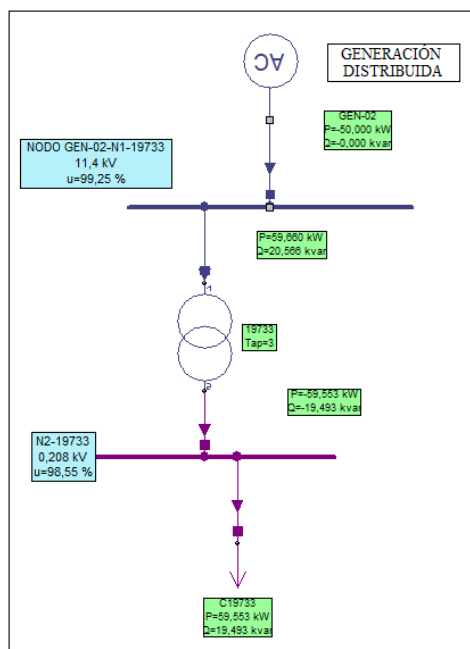


Figura 9. Modelamiento de la generación distribuida

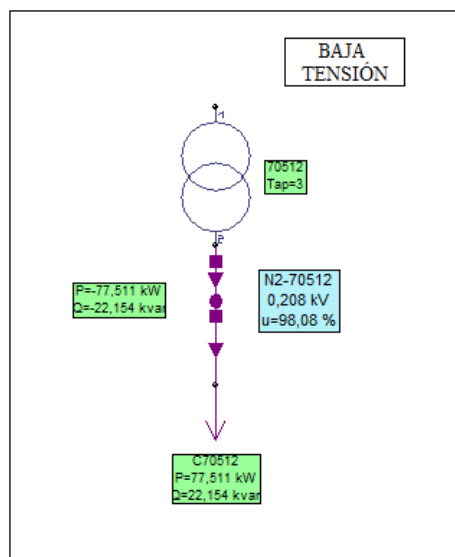


Figura 10. Modelamiento de la red de baja tensión

CAPÍTULO 4

Para verificar el impacto se emplea un análisis bajo 4 casos de estudio:

1. Sin generación distribuida.
2. Con el 5% de generación de la capacidad nominal del circuito: 0,25 MW.
3. Con el 10% de generación de la capacidad nominal del circuito: 0,5 MW.
4. Con el 15% de generación de la capacidad nominal del circuito: 0,75 MW.

A continuación se ilustran los aspectos considerados y los resultados obtenidos.

4.1 Estudio de flujo de carga

El estudio de flujo de carga se realiza con el fin de determinar las mejores condiciones de operación de los sistemas existentes. Los valores obtenidos de un flujo de carga son la magnitud y el ángulo de fase del voltaje en cada nodo, y las potencias activas y reactivas.

Este estudio se puede usar para evitar costosas interrupciones, equipos dañados y posiblemente incluso la pérdida de vidas. La solución del flujo de carga proporciona un medio para estudiar sistemas en condiciones reales o hipotéticas. Los resultados de la solución deben evaluarse y analizarse con respecto a la operación óptima presente y futura. Esto conduce a un diagnóstico del sistema tal como existe. El análisis también puede indicar el camino para mejorar la operación y proporcionar una base significativa para la planificación futura del sistema [9].

Para este proyecto se estudian los siguientes aspectos: pérdidas del circuito y regulación de tensión.

Adicionalmente en este flujo de carga se establecen 3 diferentes topologías de cargabilidad del sistema, para cada aspecto a considerar:

1. Cargabilidad al 100%.
2. Cargabilidad al 115%.
3. Cargabilidad al 125%.

Tabla 3. Diferentes casos de análisis

CASO	OBSERVACIÓN	CARGABILIDAD
1	Sin generación distribuida	100%
2	Con 5% de generación distribuida	
3	Con 10% de generación distribuida	
4	Con 15% de generación distribuida	
5	Sin generación distribuida	115%
6	Con 5% de generación distribuida	
7	Con 10% de generación distribuida	
8	Con 15% de generación distribuida	
9	Sin generación distribuida	125%
10	Con 5% de generación distribuida	
11	Con 10% de generación distribuida	
12	Con 15% de generación distribuida	

4.1.1 Pérdidas del circuito

Para el correspondiente análisis de este aspecto, se corre un flujo de carga dando como resultado los siguientes valores, mostrados en la Tabla 4, teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente.

Tabla 4. Pérdidas del circuito de acuerdo a cada caso

CASO	PÉRDIDAS (kW)	PÉRDIDAS (MVar)	CARGABILIDAD
1	94,99	1969,58	100%
2	90,53	1925,54	
3	84,93	1880,36	
4	79,77	1836,53	
5	103,89	2044,94	115%
6	98,9	1999,24	
7	97,71	1998,62	
8	86,46	1905,9	
9	109,94	2093,98	125%
10	104,62	2047,23	
11	97,71	1998,62	
12	91,12	1951,17	

En todos los casos de cargabilidad, se evidencia que al tener un mayor nivel de penetración de generación distribuida, las pérdidas en el sistema disminuyen, como se muestra en las Figuras 11 a 13.

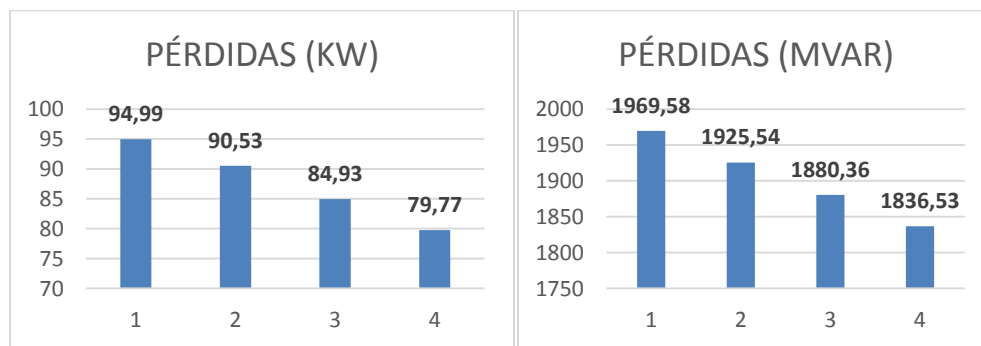


Figura 11. Pérdidas de Potencia activa y reactiva para una cargabilidad del 100%

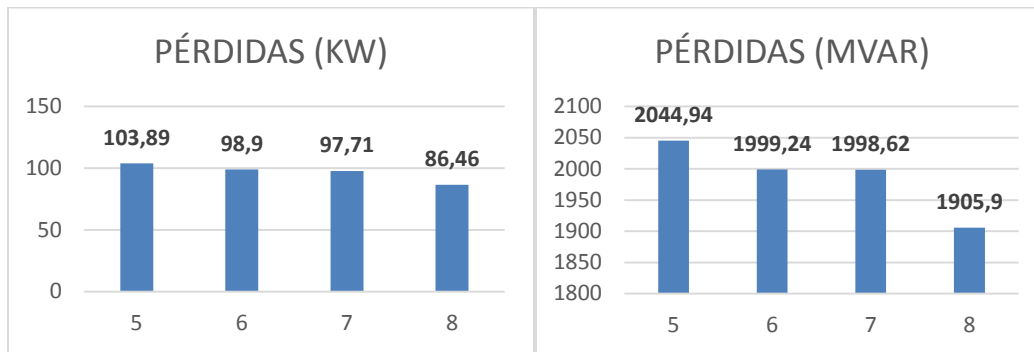


Figura 12. Pérdidas Potencia activa y reactiva para una cargabilidad del 115%

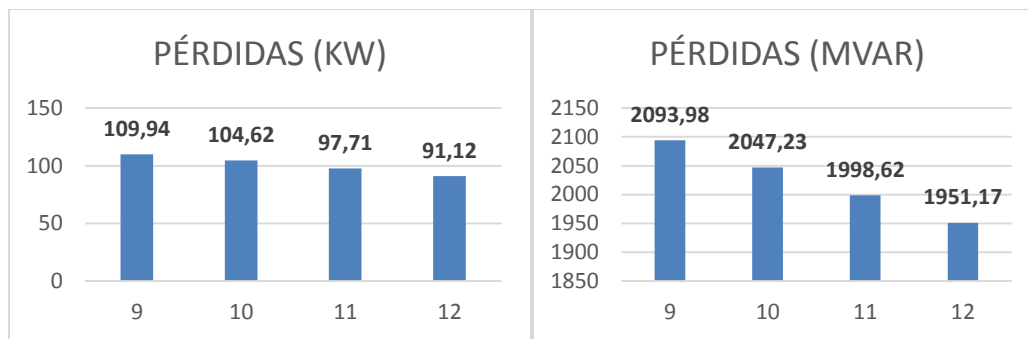


Figura 13. Pérdidas Potencia activa y reactiva para una cargabilidad del 125%

4.1.2 Regulación de tensión

Para el análisis de regulación de tensión se comparan los valores obtenidos en los nodos dependiendo del caso y la cargabilidad, y en todos se evidencia que la tensión en cada nodo aumenta con la inyección de generación distribuida. A continuación se muestran algunos valores relevantes.

Tabla 5. Regulación en los nodos del sistema

NODO	100%				115%				125%			
	Sin GD	5%	10%	15%	Sin GD	5%	10%	15%	Sin GD	5%	10%	15%
GEN-15	98,48	98,58	98,76	98,97	98,19	98,29	98,3	98,68	98,01	98,11	98,3	98,51
GEN-09_N1-88065	98,47	98,57	98,76	98,96	98,18	98,28	98,29	98,67	97,99	98,1	98,29	98,49
1	99,98	99,99	100,01	100,02	99,92	99,93	99,91	99,96	99,88	99,9	99,91	99,93
GEN-12_N1-70512	98,41	98,51	98,69	98,92	98,11	98,21	98,21	98,62	97,92	98,02	98,21	98,44
N1-19771	98,74	98,84	98,99	99,14	98,49	98,59	98,59	98,9	98,33	98,44	98,59	98,74
N-RED	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105

La regulación de tensión en el circuito de baja tensión se mide únicamente en el nodo donde está conectada la generación distribuida para comparar los cambios de tensión. En los resultados se observa que el valor en baja tensión disminuye al inyectar generación distribuida.

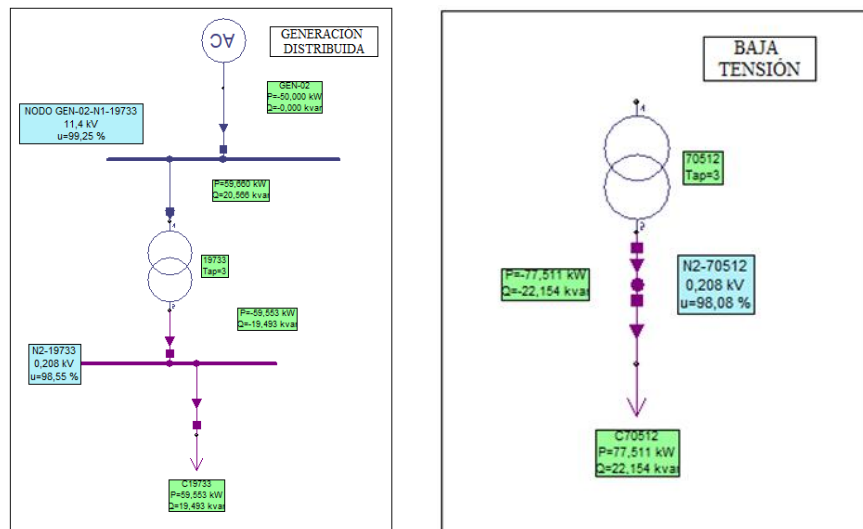


Figura 14. Regulación de tensión sin generación distribuida en baja tensión

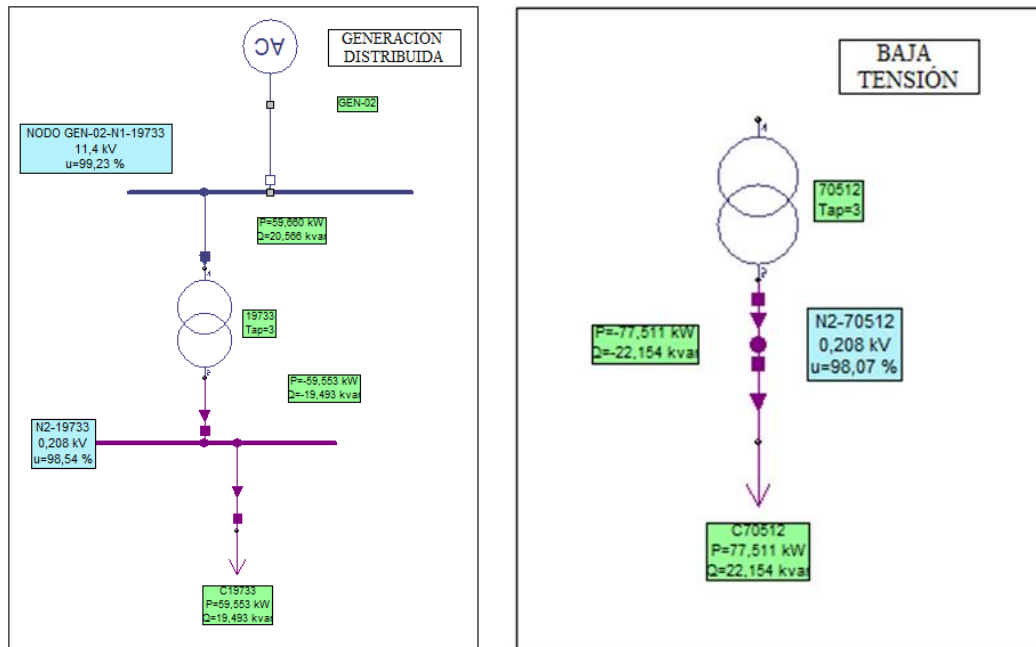


Figura 15. Regulación de tensión con generación distribuida en baja tensión

Los valores mostrados en las Figuras 14 y 15 indican que para la regulación de tensión en el nodo N2-70512 disminuye.

4.2 Estudio de cortocircuito

Los cortocircuitos son provocados por un contacto entre conductores, o entre un conductor y tierra. Generalmente el contacto se provoca por medio de un arco eléctrico, esencialmente de carácter transitorio. Son muy peligrosos por sus elevadas corrientes que provocan sobrecalentamientos y esfuerzos en los equipos afectados [6].

En el contexto del análisis de cortocircuito, las fallas del sistema se manifiestan como fallas de aislamiento que pueden llevar a uno de los siguientes fenómenos:

- Patrones de flujo de corriente indeseables.

- Aparición de corrientes de magnitudes excesivas que podrían provocar daños al equipo y tiempo de inactividad.
- Sobretensiones excesivas, de naturaleza transitoria y / o sostenida, que comprometen la integridad y confiabilidad de varias partes aisladas.
- Depresiones de voltaje en la vecindad de la falla que podrían afectar adversamente la operación del equipo.
- Creación de condiciones del sistema que podrían resultar peligrosas para el personal.

Si se produce un cortocircuito, la mitigación de sus efectos consiste en:

- Administrar la magnitud de las corrientes de falla no deseables.
- Aislar la parte más pequeña posible del sistema alrededor del área del percance para poder mantener en servicio el resto del sistema.

Para el análisis del proyecto se comparan las corrientes y voltajes de falla para el sistema sin generación distribuida y con el 15% de la capacidad nominal del circuito, instalada en generación distribuida.

4.2.1 Corrientes de falla

En la Tabla 6 se muestran los resultados obtenidos de las corrientes de falla en los nodos y líneas seleccionados.

Tabla 6. Corrientes de falla, falla trifásica y monofásica

NODO	Falla trifásica		Falla monofásica	
	Sin GD	Con GD	Sin GD	Con GD
NODO GEN-15	2,639	2,639	1,742	1,742
L-NODO GEN-14-N1-22596	2,484	2,484	1,622	1,622
L1-CASTELLANA	8,656	8,656	9,662	9,662
LNODO GEN-05_N1-19754-18	3,34	3,34	2,319	2,319
NODO GEN-05_N1-19754	3,335	3,335	2,315	2,315
N-CASTELLANA	8,673	8,673	180,00	180,00

4.3 Estudio de confiabilidad

Los estudios de confiabilidad se realizan sobre una base de continuidad, en cuyo caso, las definiciones de interrupción se reducen a una especificación de duración mínima con un voltaje que se supone nulo durante la interrupción.

En este trabajo se realiza el estudio con la topología sin generación y la topología con el 15% de potencia nominal del circuito instalada en generación distribuida.

Tabla 7. Resultados de Confiabilidad sin GD

Aspecto	Unidad	Valor	Descripción
SAIFI	1/año	0,396	Índice de frecuencia de interrupciones promedio del sistema
SAIDI	min/año	1882,784	Índice de duración de interrupciones promedio del sistema
ASIDI	min/año	1970,675	Índice Promedio de duración de la Interrupción
CAIDI	h	79,197	Índice de duración de interrupciones promedio por cliente
ASAI	%	99,642	Índice de disponibilidad de servicio promedio
F	1/año	3,353	Frecuencia de interrupción de la carga total del sistema
T	h	74,718	Duración media de interrupción de la carga total del sistema
Q	min/año	15030,91	No disponibilidad de la carga total del sistema
P	MW/año	1,027	Potencia de carga interrumpida total
W	MWh/año	368,697	Energía de carga total no suministrada

Tabla 8. Resultados de confiabilidad con GD

Aspecto	Unidad	Valor	Descripción
SAIFI	1/año	0,396	Índice de frecuencia de interrupciones promedio del sistema
SAIDI	min/año	1882,784	Índice de duración de interrupciones promedio del sistema
ASIDI	min/año	1970,675	Índice Promedio de duración de la Interrupción
CAIDI	h	79,197	Índice de duración de interrupciones promedio por cliente
ASAI	%	99,642	Índice de disponibilidad de servicio promedio
F	1/año	3,353	Frecuencia de interrupción de la carga total del sistema
T	h	74,718	Duración media de interrupción de la carga total del sistema
Q	min/año	15030,91	No disponibilidad de la carga total del sistema
P	MW/año	1,027	Potencia de carga interrumpida total
W	MWh/año	368,697	Energía de carga total no suministrada

CAPÍTULO 5

5.1 Conclusiones

- En el estudio de flujo de carga, se evidencia que para un mayor nivel de inyección de generación distribuida se tienen menores pérdidas en el sistema.
- La regulación de tensión, en media tensión aumenta con la inyección de generación distribuida y en baja tensión tiende a disminuir.
- En el estudio de cortocircuito se evidencia la misma magnitud de corrientes de falla en el circuito con generación distribuida que sin generación distribuida, lo que explica que para una falla en el sistema, no importa si se tiene inyectada generación distribuida, esta no va a suministrarle a la red mayores corrientes de falla.
- En el caso de la confiabilidad los índices de interrupción de suministro son los mismos en ambos casos, donde la generación distribuida no afecta la confiabilidad del sistema.
- Uno de los mayores problemas en la coordinación de protecciones cuando hay conexión de generación distribuida, es debido a que las redes de distribución están diseñadas para que el flujo de la corriente sea en una sola dirección y los esquemas de protección, en especial la protección de sobrecorriente es aplicada en una sola dirección y a sistemas radiales; al conectar generación distribuida esta puede aportar tanto corrientes de falla como de carga, por lo cual puede presentar los problemas de coordinación de las protecciones.
- Las conexiones de sistemas solares fotovoltaicos en las redes de distribución obliga al operador de red a modernizar sus equipos de protección, ya que con estas nuevas tecnologías tanto los flujos de carga como las corrientes de cortocircuito varían haciendo que se requieran equipos direccionales en la red.

5.2 Recomendaciones

Cuando se conecta en la red de distribución un sistema solar Fotovoltaico, surgen problemas en la coordinación de protecciones; estos se reducen ajustando nuevamente los equipos de protección teniendo en cuenta las nuevas corrientes de carga y cortocircuito debidas al sistema solar fotovoltaico.

En la actualidad las redes de distribución a nivel de media tensión están diseñadas para operar sin generación distribuida, por lo cual no se tiene definido un esquema para la coordinación de protecciones por lo que al conectar generación distribuida a la red de distribución se debe minimizar al máximo el impacto de las corrientes de falla en los ajustes de las protecciones de sobrecorriente, ya que estas varían de acuerdo a los aportes de la generación distribuida.

Al distribuir los sistemas solares fotovoltaicos en varios puntos del circuito, se observa que la corriente de carga máxima en el alimentador principal disminuye al tener potencias y cargas distribuidas de manera uniforme, caso contrario al instalar toda la generación distribuida en un solo punto, donde la corriente de carga en el alimentador principal aumenta[10].

Por lo anterior, se deben realizar algunos cambios en los ajustes de protección de la red de distribución, para lograr un correcto funcionamiento.

El ajuste de protección está determinado por la capacidad y el comportamiento de los equipos e instalaciones del sistema eléctrico, en todas las condiciones de operación, tanto temporal como permanente.

Para los ajustes de las protecciones de sobrecorriente temporizada de fase 51 ($I>$), se debe definir la corriente de arranque de la unidad, tomando en cuenta la capacidad de transformación del sistema solar fotovoltaico y la corriente nominal total de transformación.

Para calcular el nivel de arranque se considera una sobrecorriente del 125%, de la siguiente manera:

$$\text{Corriente arranque unidad 51: } 1,25 \times I_{\text{NOM}}$$

Se recomienda escoger una curva IEC Muy Inversa o IEC Normal Inversa, de acuerdo al tipo de curvas que se encuentren aguas abajo. Sin embargo se puede seleccionar otro tipo de curva diferente, siempre y cuando se garantice la selectividad y un factor de coordinación adecuado entre protecciones. Por lo tanto:

Característica IEC Muy Inversa:

$$t = \frac{13,5}{\left(\frac{1}{tap}\right) - 1} * dial$$

Característica IEC Normal Inversa:

$$t = \frac{0,14}{\left(\frac{1}{tap}\right) - 1} * dial$$

La característica de operación se debe seleccionar dependiendo de la curva de protección implementada en el dispositivo más temporizado ubicado aguas abajo. El dial se calcula para garantizar la selectividad con los dispositivos de protección ubicados aguas abajo del alimentador ante una falla al 1% de los alimentadores.

Respecto a la protección de baja tensión (27), esta función por lo general no es usada para dar disparo al interruptor del generador, es más bien utilizada como enclavamiento para otro tipo de funciones como la energización inadvertida, ya que el regulador automático de tensión del generador mantiene la tensión dentro de los límites permisibles de operación en régimen permanente, por lo tanto una disminución sostenida de esta puede ser indicada por la activación de una alarma. Por lo tanto se recomienda ajustar una alarma al 70% de la tensión nominal del generador durante 10 s. El elemento de alarma es de tiempo definido.

Para los ajustes de la protección de sobretensión (59), se recomienda implementar dos etapas de disparo. La primera etapa ajustada al 110% de la tensión nominal con una temporización de 60 s. La segunda etapa se recomienda ajustar al 130% de la tensión nominal de la línea temporizada en 1,5 s. Se recomienda verificar que estos ajustes estén por debajo de la característica de no conducción de los pararrayos, con el objetivo de poder dar protección a estos elementos ante sobretensiones temporales y ante las sobretensiones máximas permitidas en el sistema.

Para los ajustes de la protección de sobre y baja frecuencia (81), de acuerdo a la norma IEEE Std. 1547 – 2003, se establecen los siguientes ajustes para los relés de frecuencia:

- Frecuencias por encima de 60.5 Hz se tiene un tiempo de retardo de 0,16 s.
- Frecuencias por debajo de 57 Hz se tiene un tiempo de retardo de 0,16 s.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] <http://corporativo.codensa.com.co/es/conocenos/Paginas/nuestra-historia>.
- [2] <https://www.bnamericas.com/company-profile/es/codensa-sa-esp-codensa>.
- [3] Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el sistema interconectado nacional. Ministerio de Minas y Energía. (2018).
- [4] Buitrago Arroyave, L., & López Lezama, J. (2013). Valoración de los impactos técnicos de la generación distribuida en sistemas de energía eléctrica. Medellín.
- [5] Calderón Girón, L. (2018). La Generación Distribuida en Redes e Instalaciones Eléctricas (Ingeniero). Revista Mundo HVACR.
- [6] Jiménez Gutiérrez, R., & Cardozo Hernández, H. (2015). Evaluación de Esquemas de Protección Integral en Redes de Distribución Radial de media tensión con generación distribuida .Universidad de la Salle.
- [7] <https://myprofetecnologia.wordpress.com/2011/02/20/la-energa-solar/>
- [8] Style, O. (2012). Energía solar autónoma. Estados Unidos: Itacab.
- [9] IEEE Std 399-1997. (2018). IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis.
- [10] Díaz Urbina, C. (2015). Análisis del Impacto Sobre las Protecciones Eléctricas al Instalar Sistemas Solares Fotovoltaicos en una Red de Distribución con Nivel de Tensión 13.2 kv.. Universidad Nacional de Colombia.